

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 5. С. 53-59. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 5. P. 53-59. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.24.084.3; 622.248.9

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-5-53-59

МИНИМИЗАЦИЯ СЛОМОВ КНБК И ПОВЫШЕНИЕ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Вера Викторовна Живаева¹, Семен Алексеевич Лукьянов^{1,2}

¹Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

²ООО «СПП Развитие», Самара, Россия

Автор, ответственный за переписку

Семен Алексеевич Лукьянов, sem@luckyanov.com

Аннотация. В статье рассмотрена технология бурения скважин с горизонтальным завершением, использующая диагностические параметры телесистемы для мониторинга состояния компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на забое, с целью увеличения скорости проходки ствола и снижения критических вибрационных и шокowych нагрузок на элементы КНБК. Технология основана на решении зависимостей скорости проходки от параметров режима роторного бурения и вибраций КНБК с помощью применения искусственных нейронных сетей и, в частности, метода «случайного леса». В ходе разработки технологии дано обоснование несостоятельности методов классической математики ввиду трудноизвлекаемости или невозможности формализации части влияющих факторов, а также дискретности величин, получаемых с забоя. Для исследования использован массив событий пробуренной скважины, данные геолого-технологических исследований (ГТИ), забойного телеметрического комплекса и бортового самописца бурового станка привязаны друг к другу по глубине и времени. Произведена выборка событий, позволяющих получить корректный массив данных для дальнейшего исследования со схожими параметрами режимов бурения, произведено тестирование корректности работы решенных зависимостей на части того же самого массива, получены статистически значимые результаты. Построена универсальная модель, с помощью которой, на основе ранее полученных событий, можно получить необходимые параметры режима роторного бурения для снижения рисков слома КНБК и увеличения скорости бурения. Модель самообучаема и повышает своё качество благодаря пополнению базы опорных событий новыми случившимися. Таким образом, даже при изменении траектории ствола или геологических условий в процессе бурения, модель остается применимой.

Ключевые слова

телесистема; КНБК; бурение; вибрация; проходка; скважина; случайный лес

Для цитирования

Живаева В.В., Лукьянов С.А. Минимизация сломов КНБК и повышение скорости проходки при бурении нефтегазовых скважин // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 5. С. 53-59. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-5-53-59>.

Original article

MINIMIZING BHA FRACTURES AND INCREASING DRILLING SPEED IN OIL AND GAS WELLS

Vera V. Zhivaeva¹, Semyon A. Lukyanov^{1,2}¹Samara state technical university, Samara, Russia²SPP Razvitie LLC, Samara, Russia

Corresponding author

Semyon A. Lukyanov, sem@luckyanov.com

Abstract. The paper discusses horizontal completion drilling technology that uses telesystem diagnostic parameters to monitor the condition of the bottom hole BHA in order to increase wellbore penetration speed and reduce critical vibration and shock loads on BHA elements. The technology is based on solving the dependencies of penetration speed on the parameters of the rotary drilling mode and BHA vibrations using artificial neural networks and, in particular, the «random forest» method. During the development of the technology, a justification was given for the failure of the methods of classical mathematics due to the difficulty or impossibility of formalizing part of the influencing factors, as well as the discreteness of the values obtained from the face. An array of events of the drilled well was used for the study, the data of the GTE, the bottomhole telemetry complex and the on-board recorder of the drilling machine are tied to each other in depth and time. Events were sampled to obtain the correct data array for further investigation with similar parameters of drilling modes, the correct operation of the solved dependencies was tested for a part of the same array, and statistically significant results were obtained. A universal model has been built, with the help of which, based on previously received events, it is possible to obtain the necessary parameters of the rotary drilling mode to reduce the risks of BHA failure and increase the drilling speed. The model is self-learning and improves its quality by replenishing the base of reference events with new events. Thus, even if the wellbore trajectory or geological conditions change during drilling, the model remains applicable.

Keywords

tele-system; BHA; drilling; vibration; penetration; well; random forest

For citation

Zhivaeva V.V., Luk'yanov S.A. Minimizatsiya slomov KNBK i povyshenie skorosti prohodki pri burenii neftegazovykh skvazhin // [Minimizing BHA fractures and increasing drilling speed in oil and gas wells] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 5. pp. 53-59. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-5-53-59>.

Возрастающая мировая потребность в углеводородных ресурсах и скорость развития нефтедобывающей отрасли ведет к увеличению темпов освоения новых месторождений, следовательно, к необходимости повышения эффективности строительства скважин и рентабельной разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Снижение стоимости и увеличение эффективности строительства скважин на 15–30 % возможно за счет применения передовых технологических решений. Одним из таких решений является мониторинг поведения КНБК и создание алгоритмов управления КНБК на забое для минимизации потерь энергии, передаваемой породоразрушающему инструменту, а также снижения рисков нарушения целостности за-

бойного оборудования и системы телеметрии, что в совокупности может привести к росту непроизводительного времени.

Поведение КНБК на забое зависит от вибраций, возникающих в результате воздействия породоразрушающего инструмента на горную породу, слагающую забой скважины. Информация о природе, уровнях и способах борьбы с вибрациями имеет широкое освещение в технической документации разработчиков систем телеметрии и забойного оборудования. В паспортах на оборудование КНБК указаны значения порогов допуска продолжительных вибраций и критические значения для шоковых нагрузок, а также рекомендации по изменению режимов бурения при их наступлении.

Интерпретация и использование данных телеметрической системы о поведении КНБК, полученных максимально оперативно и достоверно на забое, становится новым приоритетом для разработки технологии бурения современных скважин со сложным проектным профилем. Соответственно, возникает необходимость разработки методики управления вибрациями КНБК и технологии энергоэффективного бурения горизонтальных участков скважин.

В ходе многолетней работы над решением этой проблемы нами был сделан вывод о необходимости более глубокого анализа и альтернативной интерпретации диагностических параметров забойных телеметрических комплексов: показаний датчиков осевых, латеральных и торсионных вибраций, которые обычно устанавливаются в инклинометры, волновые резистивиметры, блоки автономного питания. Помимо нативного предназначения — контроля превышения критических величин разрушительных сил, эти параметры могут существенно помочь в определении эффективных параметров бурения, рекомендовать изменение в реальном времени скорости вращения КНБК, расхода промывочной жидкости и нагрузки на долото, минимизируя потери энергии на процессы, не влияющие на углубление ствола буримой скважины.

Такой анализ и интерпретация неизбежно влечет за собой построение модели, учитывающей взаимное поведение обозначенных параметров во времени для каждого конкретного случая: месторождения, куста, скважины, каждого отдельного интервала бурения, и даже особенностей КНБК, применяемых в каждом отдельном рейсе.

Эффективность такой модели была бы крайне низкой, если бы подразумевала исследования и испытания для бесчисленного множества влияющих факторов, которые неизбежно приходилось бы добывать для верного решения поставленной задачи на каждом интервале бурения. Трудоемкость таких изысканий сопоставима со строительством самой скважины, а стоимость поврежденного оборудования, полученного в результате поиска технического предела, превысила бы стоимость оборудования, необходимого для бурения скважины при использовании консервативных технологий строительства. А предположение о схожести условий и копировании прошлых успехов не может на 100 % гаранти-

ровать результат в связи с трудноизвлекаемостью, дискретностью, нелинейностью некоторых величин, используемых для транспонирования успешной модели на новую скважину.

В нашем эксперименте выбран геологически и геометрически стабильный участок горизонтального окончания одной из скважин Ковыктинского ГКМ, где в КНБК включена телеметрическая система APSTechnology с набором датчиков, позволяющих отслеживать, помимо геометрических параметров ствола скважины, данные резистивиметрии, гаммафона, собственные диагностические параметры, включая осевые, латеральные и, расчетно, торсионные вибрации и шоки.

Математически наша задача может быть сведена к определению функций вида (1):

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_k), \quad (1)$$

где искомая величина — один из параметров режима бурения, который необходимо регулировать каждый момент времени. Мы подразумеваем под ними обороты инструмента, расход промывочной жидкости, нагрузку на долото. Под переменными подразумеваются доступные параметры, которые могут быть привязаны по времени и забою к каждому конкретному моменту времени, и должны не превышать критических максимальных значений, приводящих к опасности слома бурильного инструмента (2):

$$Y = f(y_1, y_2, \dots, y_k). \quad (2)$$

При этом необходима ещё одна функция более высокого уровня, которая, опираясь на решения предыдущих зависимостей, определяет скорость проходки.

Любые попытки получения линейной или полиномиальной модели (рисунок 1) из вышеописанных величин приводят к неудаче в виде статистической недостоверности прогноза ожидаемых результатов изменения режима бурения и скорости бурения.

Ввиду ограниченности канала передачи данных и невозможности длительной циркуляции в одном положении для получения огромного массива информации, необходимой для объемного анализа состояния КНБК, так как мы всё же боремся за скорость и эффективность технологии, нам необходим ряд допущений, помогающий построить прогноз, несмотря на умышленное исключение из модели принятия решения влияющих параметров. Такая постановка задачи укладывается в инструментарий искусственных нейронных

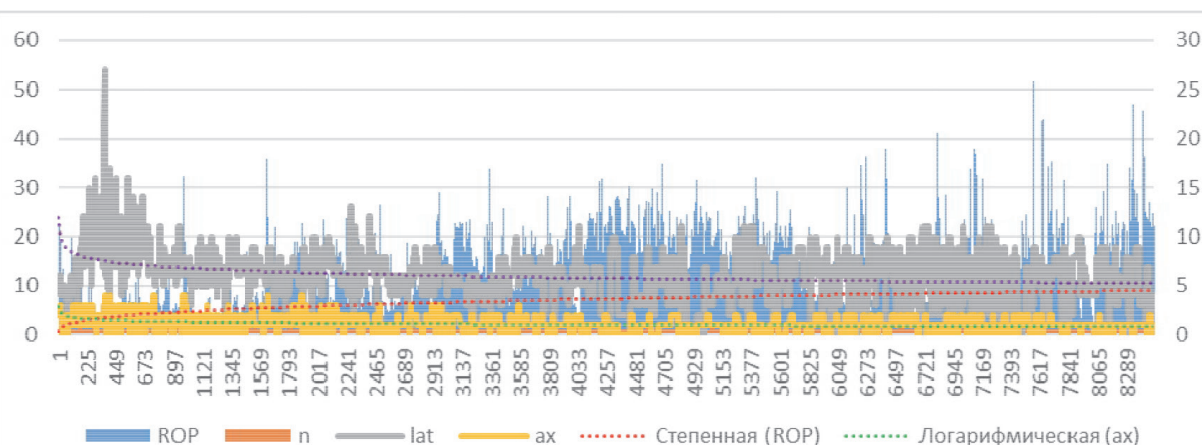


Рисунок 1. Графическое представление массива данных

Figure 1. Graphical representation of the data array

сетей. Необходимо лишь выбрать метод, собрать обучающий массив данных и назначить правила его переобучения, определить значимые доступные забойные и управляющие параметры, их допустимый коридор значений, а также цель — величину, к которой мы стремимся в решении. И все эти вычисления надо делать с такой частотой, с которой только позволяет привязка и достоверная интерполяция зачастую очень дискретных величин, участвующих в обучающей выборке.

Такое решение было найдено в виде метода «Случайный лес», предложенного Лео Брейманом и Адель Катлер, который является алгоритмом машинного обучения, использующим набор контрольных групп — решающих деревьев. Основы алгоритма — метод бэггинга Бреймана и метод случайных подпространств Тин Кам Хо. Этот инструмент успешно применяется для решения задач кластеризации и регрессии во многих сферах, когда требуется обработка большого массива значений параметров, не имеющих прямой математической связи. Основная его идея состоит в том, чтобы на основании анализа результатов расчета контрольных групп данных, где каждый отдельный не обеспечивает высокое качества классификации, улучшить результат за счет увеличения количества исследуемых групп. Таким образом, на основании массива обучающих данных нейросеть формирует алгоритмы расчета исследуемых параметров, результаты которых удовлетворяют своей точностью, повышая достоверность с поступлением новых образцов.

Чтобы осуществить виртуальный анализ эффективности данной технологии бурения, мы используем массив событий уже пробу-

ренной скважины. События привязаны по времени, забоя и вертикали, содержат данные датчиков ГТИ, полный журнал данных, получаемых от забойной телесистемы в реальном времени, данные послерейсового исследования памяти приборов ННБ, а также значения датчиков бурового станка, фиксируемых его самописцем. Из этих данных выбираем участки бурения вращением и выгружаем в созданную среду моделирования. На каждом запуске расчета модель обучается на 85 % исследуемого массива и тестируется на оставшихся 15 % уже свершившихся событиях.

Определим дисперсию скорости проходки, опираясь только на параметры режима бурения, которыми мы непосредственно можем управлять: обороты инструмента, нагрузка на крюк, расход промывочной жидкости (рисунок 2).

Решающим фактором для определения скорости бурения в этом эксперименте оказался расход промывочной жидкости, однако 50 % дисперсии целевой величины (ROP) не выглядит очень достоверным результатом работы модели, а приведенные для сравнения результаты линейной регрессии доказывают несостоятельность привычных математических инструментов в данной задаче.

Повторим опыт, используя диагностические данные забойной телесистемы: осевые, латеральные и торсионные вибрации (рисунок 3).

Коэффициент детерминации составил статистически значимые 0,69 на обучающих данных, и до 0,64 на тестовых. То есть предположение верно: диагностические параметры действительно в значительной мере могут быть интерпретированы для прогнозирования

```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.5041036764064422
R2 Linear regression 0.2730393038894776
For test data:
R2 Random forest 0.510964014472752
R2 Linear regression 0.28862529500120226

```

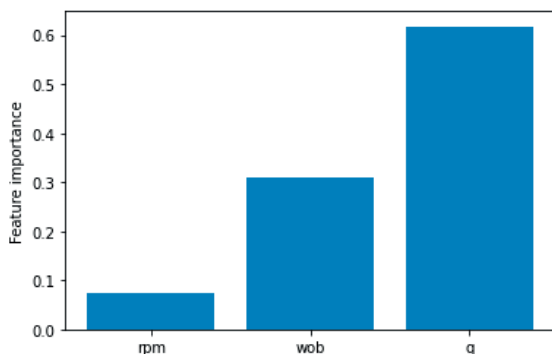


Рисунок 2. Применение модели на параметрах режима бурения

Figure 2. Using the model on drilling mode parameters

скорости бурения, будучи зажаты в граничные условия, не превышающие технический предел оборудования.

Так как все события выборки имеют в своем описании все вышеописанные значимые значения величин, объединим их нашей модели (рисунок 4).

Теперь модель описывает убедительные 72 и 66 % целевой величины (скорости проходки)

```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.7181042406947391
R2 Linear regression 0.30220918923479545
For test data:
R2 Random forest 0.6640220740753293
R2 Linear regression 0.3014411526758075

```

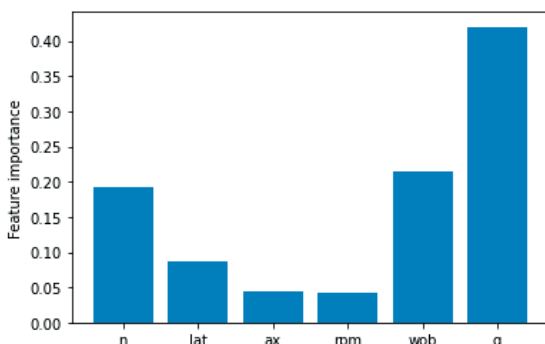


Рисунок 4. Применение модели для зависимости скорости проходки от параметров режима бурения и диагностических данных ТМС

Figure 4. Use of the model to depend on drilling speed and TMS diagnostic data

```

train data: 4860
test_data: 858
For fit stage:
R2 Random forest 0.6925844013813409
R2 Linear regression 0.13239443948719787
For test data:
R2 Random forest 0.638375432954243
R2 Linear regression 0.108349818466284

```

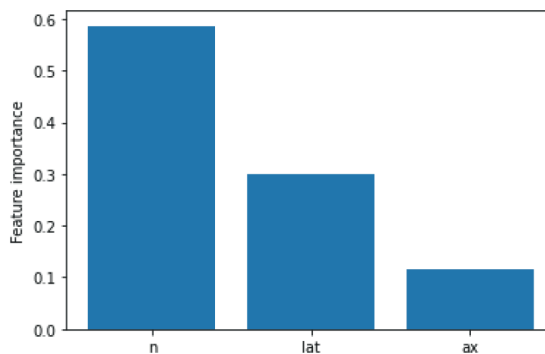


Рисунок 3. Применение модели на диагностических параметрах ТМС

Figure 3. Application of the model on TMS diagnostic parameters

на обучающих и тестовых данных, соответственно.

На скорость проходки в данной модели наиболее значимо влияют 3 параметра: расход промывочной жидкости (q), нагрузка на долото (wob) и торсионные вибрации (n).

Выводы

Метод «случайного леса» позволяет прогнозировать скорость бурения, основываясь на диагностических данных, получаемых от забойной телесистемы, а также контролировать соблюдение технических пределов оборудования КНБК. Высокая дискретность данных исследуемого массива событий ухудшает результаты модели, что может быть компенсировано увеличением объема данных для дальнейшего обучения модели — повышения точности прогнозирования следующего интервала бурения.

Проведенные исследования массива событий бурения показали, что наиболее важным фактором снижения скорости проходки являются торсионные вибрации. Их компенсация позволяет снизить риск аварий, увеличить ресурс элементов КНБК и добиться поставленной задачи — увеличения ежедневной проходки строительства скважины.

Технология бурения, основанная на этом методе, заключается в использовании непрерывного потока данных с забоя и датчиков

буровой для получения постоянного достоверного прогноза изменения контролируемых параметров. В совокупности с программным обеспечением, ведущим автоматический подбор параметров, получаем оптимальный режим бурения для максимально доступной

проходки в текущих геологических и технических условиях, когда эксплуатационные характеристики оборудования КНБК не превышены, а риски отворота или слома инструмента минимальны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя // Рассохинские чтения: матер. междунар. конф. / Отв. ред. Р. В. Агинеи. Ухта: УГТУ, 2022. С.550-554.

2. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского КГМ телесистемами с гидравлическим каналом связи // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2021. № 11(347). С. 12-14. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14.

3. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic // Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World. IES 2020. pp. 133-139. DOI: 10.1007/978-3-030-60929-0_18.

4. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК // Булатовские чтения. 2021. Т. 1. С. 335-337.

5. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Особенности развития индустрии забойной электроники // Бурение и Нефть. 2021. № 7-8. С. 57-59.

6. Сюраева К.В., Живаева В.В. Выявление оптимальной расстановки сейсмоприемников при оконтуривании залежи углеводорода в методе низкочастотного сейсмического зондирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 11. С. 57-61. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-57-61.

7. Чурилин Д.С., Живаева В.В. Анализ причин перевода скважин в бездействующий фонд и оценка возможности их восстановления, Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сб. тр. III Междунар. науч.-практ. конф. Ставрополь: СКФУ, 2022. С. 390-392.

8. Власов М.В., Никитин В.И., Живаева В.В. Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов // Ашировские чтения: сб. статей Всероссийск. науч.-практ. конф. / Отв. ред. В.В. Живаева. Самара: СГТУ, 2022. Т. 2 (14). С. 23-30.

9. Сюраева К.В., Живаева В.В. Выявление оптимального расположения сейсмодатчиков в методе низкочастотного сейсмического зондирования // Бурение и нефть. 2023. № S1. С. 25-27.

10. Кашаев Д.В. Каргин Б. В., Букин П. Н., Живаева В.В. Анализ силовых условий прессования бурильных труб с наружным спиральным оребрением // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. №11. С. 9-12. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-9-12.

11. Никитин В.И., Нечаева О.А., Живаева В.В. Программа для расчета объема фильтрата бурового рас-

твора, проникающего в пласт при первичном вскрытии // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 126-128. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-126-128.

12. Лукьянов С.А., Живаева В.В. Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 10. С. 50-54.

REFERENCES

1. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V., Perspektivnye napravleniya razvitiya sistem peredachi informatsii s zaboya [Promising Directions for the Development of Information Transfer Systems from The Face]. *Mezhdunarodnaya konferencii «Rassohinskie chteniya»* [International Conference «Rassokhinsky Readings»]. Managing Ed. R.V. Aguinay. Ukhta: UGTU Publ., 2022. pp. 550-554. [in Russian].

2. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. Ocenka haraktera i urovnya vibracij pri burenii skvazhin Kovyktinskogo KGM telesistemami s gidravlicheskim kanalom svyazi [Assessment of The Nature and Level of Vibrations During Drilling of the Wells of the Kovykta KGM with Telesystems with a Hydraulic Communication Channel] *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*, 2021, No. 11(347), pp. 12-14. DOI: 10.33285/0130-3872-2021-11(347)-12-14. [in Russian].

3. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. *Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World. IES 2020*, pp. 133-139. DOI: 10.1007/978-3-030-60929-0_18.

4. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. Ispol'zovanie diagnosticheskikh dannyh telesistem dlya ocenki kachestva peredachi nagruzki na porodorazrushayushchij instrument i riskov sloma KNBK [Use of Diagnostic Data from Telesystems to Assess the Quality of Load Transfer to Rock-Destroying Tools and BHA Failure Risks]. *Bulatovskie chteniya — Bulat Readings*, 2021, Vol.1, pp. 335-337. [in Russian].

5. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. Development features of the downhole electronics industry [Features of the Development of the Bottomhole Electronics Industry]. *Burenie i Neft' — Drilling and Oil*, 2021, No. 7-8, pp. 57-59. [in Russian].

6. Syuraeva K.V., Zhivaeva V.V. Vyyavlenie optimal'noj rasstanovki sejsmopriemnikov pri okonturivani zalezhi uglevodoroda v metode nizkochastotnogo sejsmicheskogo zondirovaniya [Identification of Optimal Arrangement of Seismic Receivers during Contouring of Hydrocarbon Deposits in the Low-Frequency Seismic Sensing Method]. *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells On*

Land and at Sea, 2022, No. 11, pp. 57-61. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-57-61. [in Russian].

7. Churilin D.S., Zhivaeva V.V. Analiz prichin perevoda skvazhin v bezdeystvuyushchij fond i ocenka vozmozhnosti ih vosstanovleniya, Innovacionnye tekhnologii v neftegazovoj otrasli [Analysis of the Reasons for Transferring Wells to a Dormant Well Stock and Assessment of the Possibility of Their Restoration, Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry] *Sbornik trudov III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Innovacionnye tekhnologii v neftegazovoj otrasli. Problemy ustojchivogo razvitiya territorij»* [Collection of Works of the III International Scientific and Practical Conference «Innovative Technologies in the Oil and Gas Industry. Problems of Sustainable Development of Territories»]. Stavropol: SKFU Publ., 2022. pp. 390-392. [in Russian].

8. Vlasov M.V., Nikitin V.I., Zhivaeva V.V. Sovershenstvovanie rezhima bureniya, za schyot vnedreniya intellektual'nyh algoritmov [Improving the Drilling Regime by Introducing Intelligent Algorithms] *Sbornik statej Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Ashirovskie chteniya»* [Collection of articles of the All-Russian Scientific and Practical Conference «Ashirov Readings»]. Res. Ed. V.V. Zhivaeva. Samara: SSTU Publ., 2022, Vol. 2 (14), pp. 23-30. [in Russian].

9. Suraeva K.V., Zhivaeva V.V. Vyyavlenie optimal'nogo raspolozheniya sejsmodatchikov v metode nizkochastotnogo sejsmicheskogo zondirovaniya [Identification of The Optimal Location of Seismic Sensors in the Low-Frequency Seismic Sensing Method]. *Burenie i*

neft' — *Drilling and Oil*, 2023, No. S1, pp. 25-27. [in Russian].

10. Kashaev D.V. Kargin B.V., Bukin P.N., Zhivaeva V.V. Analiz silovykh uslovij pressovaniya buril'nyh trub s naruzhnym spiral'nym orebreniem [Analysis of Force Conditions for Pressing Drill Pipes with External Spiral Finning]. *Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells On Land and at Sea*, 2022, No. 11, pp. 9-12. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-11(359)-9-12. [in Russian].

11. Nikitin V.I., Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Programma dlya rascheta ob'ema fil'trata burovogo rastvora, pronikayushchego v plast pri pervichnom vskrytii [Program for Calculating the Volume of Drilling Mud Filtrate Penetrating into the Formation During Initial Penetration]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2022, No. 8, pp. 126-128. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-126-128. [in Russian].

12. Lukyanov S.A., Zhivaeva V.V. Razrabotka tekhnologii stroitel'stva gorizonta'noj skvazhiny, obespechivayushchej proektnyj nabor parametrov azimuta i zenitnogo ugla. Ispol'zovanie preimushchestv razlichnyh tipov zaboynyh telesistem, kombinirovanie ih elementov pri stroitel'stve skvazhin [Development of A Horizontal Well Construction Technology That Provides a Design Set of Azimuth and Angle Parameters. Take Advantage of Various Types of Bottomhole Telesystems and Combine Their Elements During Well Construction]. *Neft'. Gaz. Novacii — Oil. Gas. Innovations*, 2018, No. 10, pp. 50-54. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вера Викторовна Живаева, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Vera V. Zhivaeva, candidate of technical sciences, associate professor, head of the Oil and gas drilling department, Samara state technical university, Samara, Russia

Семен Алексеевич Лукьянов, аспирант, Самарский государственный технический университет; директор ДНИР, ООО «СПП Развитие», Самара, Россия

Semyon A. Lukyanov, postgraduate student, Samara state technical university; Chief of R&D Department, SPP Razvitie LLC, Samara, Russia

Статья поступила в редакцию 28.08.2023; одобрена после рецензирования 18.09.2023; принята к публикации 30.09.2023.

The article was submitted 28.08.2023; approved after reviewing 18.09.2023; accepted for publication 30.09.2023.